PROGRAMME DE LIMITATION

DES ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE SOUFRE

ÉNERGIE NB

1990 - 2000

JANVIER 1990

91-05177/

PROGRAMME DE LIMITATION DES ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE SOUFRE

ÉNERGIE NB

TABLE DES MATIÈRES

CHAPITRE		PAGE
	Avant-propos	1
I.	Résumé	2
II.	Historique	3
III.	Situation actuelle - Émissions de SO_2	4
IV.	Situation prévisible - Émissions de SO_2	6
V.	Programme de limitation des émissions de SO_2	o
VI.	Solutions de rechange	12

AVANT-PROPOS

La première version du présent document faisait partie de la documentation accompagnant l'Évaluation d'impact environnemental pour la centrale thermique de Belledune. Suite au processus d'Examen d'impact environnemental, le projet a été approuvé à condition que le taux d'émissions de SO_2 ne dépasse pas les limites fixées par le gouvernement fédéral dans les lignes directrices concernant les émissions atmosphériques (1981). Les normes d'émissions de SO_2 en provenance des nouvelles centrales sont les suivantes:

a. Les tranches dont les émissions s'échelonnent entre 0,6 lb/10^6 BTU et 6,0 lb/10^6 BTU doivent être dotées d'installations de contrôle pour que les émissions finales ne dépassent pas 0,6 lb/10^6 BTU.

b. Les tranches ayant des émissions supérieures à 6,0 lb/10^6 BTU doivent être dotées d'installations de contrôle capables de capturer un minimum de 90 % des émissions non contrôlées avant leur décharge dans l'atmosphère.

La présente version de ce document tient compte de l'effet, sur le programme de réduction des émissions de dioxyde de soufre d'Énergie NB, de la décision prise suite à l'Examen d'impact.

I. RÉSUMÉ

Énergie NB a mis sur pied un plan de production d'énergie susceptible de lui permettre de respecter l'engagement de limiter les émissions de SO_2, conformément à L'ENTENTE ENTRE LE CANADA ET LE NOUVEAU-BRUNSWICK CONCERNANT UN PROGRAMME DE RÉDUCTION DU DIOXYDE DE SOUFRE conclue en octobre 1987.

Ce programme permet de ramener les émissions de SO_2 à 130 000 tonnes d'ici 1994 et de les maintenir à ce niveau, ou même à un niveau inférieur, jusqu'après l'an 2000. Si l'entreprise avait recours à d'autres projets de développement que ceux prévus, les limites établies peuvent toujours être respectées, comme nous le démontrons dans le présent rapport. Le coût des mesures de limitation des émissions de SO_2 prévues s'élèvera à entre 300 et 400 millions de dollars pour ce qui est des dépenses en immobilisations. Il faut, en outre, prévoir des coûts annuels approximatifs de 70 millions de dollars pour les frais d'exploitation, de financement et d'entretien.

II. HISTORIQUE

Les gouvernements du Canada et du Nouveau-Brunswick ont conclu en octobre 1987 une entente en vertu de laquelle ils ont établi la limite maximale d'émissions de SO_2 pour le Nouveau-Brunswick à partir de 1994.

L'ENTENTE ENTRE LE CANADA ET LE NOUVEAU-BRUNSWICK CONCERNANT UN PROGRAMME DE RÉDUCTION DU DIOXYDE DE SOUFRE prévoit une limite annuelle de cent quatre-vingt-cinq mille (185 000) tonnes, la limite imposée à Énergie NB étant de cent trente mille (130 000) tonnes. Énergie NB est également tenue, bien entendu, de respecter diverses exigences relatives à l'impact sur le sol, l'eau et l'air, conformément à la réglementation émise par les autorités pertinentes.

Le présent document porte uniquement sur l'ensemble des émissions de SO_2 et précise les mesures qui seront prises pour que les limites imposées soient effectivement respectées, compte tenu des sources de production possibles.

Il est évident que les mesures prévues dans le cadre du programme de limitation seront modifiées en fonction des combustibles ou sources d'énergie utilisées ainsi que de la technologie disponible quand les modifications augmentent l'efficacité ou la rentabilité. De telles modifications ne sauraient, cependant, nuire à la capacité de l'entreprise de respecter les limites établies courantes.

III. SITUATION ACTUELLE - ÉMISSIONS DE SO_2

La situation actuelle pour ce qui est des sources des émissions de SO_2 associées à l'exploitation du réseau d'Énergie NB est la suivante:

. Utilisation de mazout lourd ayant une teneur en soufre de jusqu'à 2,75 % (moyenne annuelle) à:
  - la centrale de Coleson Cove (1 000 MW);
  - la centrale de Courtenay Bay (265 MW);
  - la tranche 1 de Dalhousie (100 MW).

. Utilisation annuelle de 500 000 tonnes de charbon à forte teneur en soufre (6 à 8 % en moyenne) extrait au Nouveau-Brunswick à:
  - la centrale de Grand Lac (85 MW);
  - la tranche 2 de Dalhousie (200 MW).

. Centrales hydrauliques produisant environ 25 % des besoins en électricité de la province (ce qui représente environ 15 % de l'ensemble de l'énergie produite).

. Remplacement de l'énergie thermique par de l'énergie achetée à Hydro-Québec, quand il y en a de disponible.

. Exportation d'énergie à l'Île-du-Prince-Édouard et en Nouvelle-Angleterre, aux États-Unis, lorsque la production, les possibilités économiques, les ententes et les installations de transport le permettent.

. Changement de combustible ou baisse de la production lorsque les systèmes de surveillance informatisés supplémentaires ou les conditions observées laissent prévoir que ces mesures sont nécessaires pour satisfaire les exigences de qualité de l'air dans la région.

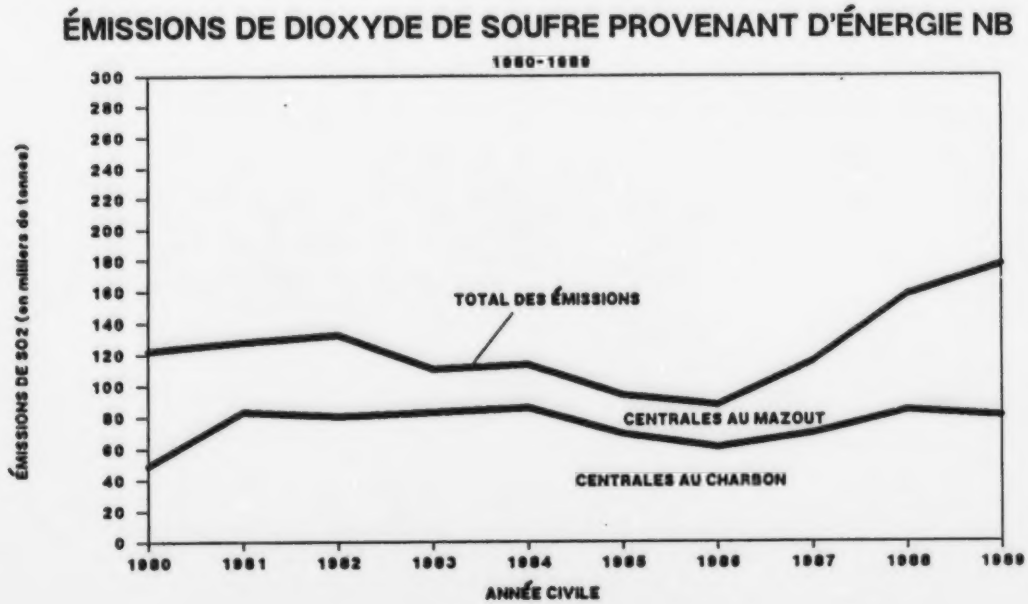
Le tableau I indique le total des émissions de SO_2 produites par chaque centrale exploitée par Énergie NB entre 1980 et 1989, tandis que la figure I illustre la quantité d'émissions produites par type de combustible.

TABLEAU I

ÉMISSIONS DE SO_2 PROVENANT DES CENTRALES D'ÉNERGIE NB ENTRE 1980 ET 1989
(en milliers de tonnes)

CENTRALE	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Au charbon										
Grand Lac	32,9	38,1	35,1	31,0	33,7	25,9	16,9	24,4	27,6	28,2
Dalhousie 2	16,4	45,1	45,7	52,1	52,3	43,3	44,1	44,6	56,3	52,0
Chatham 2	--	--	--	--	--	--	--	0,6	0,4	0,4
Sous-total - Charbon	49,3	83,2	80,8	83,1	86,0	69,2	61,0	69,6	84,3	80,6
Au mazout										
Coleson Cove	54,5	36,3	44,1	23	24,6	21,2	22,7	38,6	58,4	74,0
Dalhousie 1	3,5	--	--	--	--	--	--	1,3	4,8	8,3
Chatham 1	--	--	--	--	--	--	--	0,1	0,2	--
Courtenay Bay	15,0	8,6	7,7	4,5	3,1	3,6	4,1	5,6	10,2	14,0
Sous-total - Mazout	73,0	44,9	51,8	28,0	27,7	24,8	26,8	45,6	73,6	96,3
TOTAL	122,3	128,1	132,6	111,1	113,7	94,0	87,8	115,2	157,9	176,9

FIGURE I



IV. SITUATION PRÉVISIBLE - ÉMISSIONS DE SO_2

La quantité d'émissions produites par les centrales thermiques d'Énergie NB dépend directement, bien entendu, de l'utilisation de ces centrales pour alimenter les charges. Les facteurs déterminants entre 1980 et 1989 étaient la mise en service d'une centrale nucléaire de 630 MW à Point Lepreau et la disponibilité de grandes quantités d'énergie excédentaire en provenance d'Hydro-Québec. Toutefois, l'influence de ce facteur décroît rapidement dans la mesure où les surplus d'Hydro-Québec diminuent fortement en raison de l'accroissement des charges dans la province de Québec, d'une part, et de l'augmentation considérable des exportations de la société québécoise vers les États-Unis, d'autre part. La tendance actuelle au Nouveau-Brunswick laisse donc prévoir une augmentation rapide des émissions causée par une utilisation accrue des centrales thermiques, suite à l'accroissement des charges dans cette province, et à la diminution des surplus d'énergie en provenance d'Hydro-Québec.

En 1988, Énergie NB a signé un contrat avec Hydro-Québec pour la fourniture par cette dernière de certaines quantités de puissance et d'énergie garanties jusqu'à 1994, inclusivement. Ce contrat devait permettre de réduire l'augmentation des émissions de SO_2 pendant toutes ces années. Cette réduction ne s'est pas produite en 1989 à cause de la baisse dramatique du niveau des réservoirs causée par la quasi-sécheresse continue qui a prévalu au Québec. La diminution de la production hydro-électrique qui en a résulté a obligé Hydro-Québec à acheter des tranches importantes de la production thermique du Nouveau-Brunswick. On prévoit que cette situation se prolongera au moins pendant toute l'année 1990, jusqu'à ce que les réservoirs d'Hydro-Québec soient remplis à nouveau. À long terme, cependant, le retour des conditions normales au Québec devrait entraîner une réduction des émissions de SO_2 au Nouveau-Brunswick. Ce contrat permet, de plus, à Énergie NB de faire face à la croissance prévue des besoins pendant la période de construction de nouvelles centrales.

Pour l'instant, il est prévu de construire, dans la région de la Miramichi, une tranche de 100 MW au mazout pour alimenter la demande de pointe à partir de 1991; la centrale de 450 MW de Belledune, dont la mise en service devrait avoir lieu en 1993 et qui sera alimentée avec du charbon importé; et une tranche thermique de 150 à 200 MW, qui devrait être mise en service en 1994. Cette dernière tranche, située à Grand Lac, près de Minto, sera alimentée au charbon à forte teneur en soufre (entre 6 et 8 %) provenant des mines locales. Les centrales thermiques au charbon de Belledune et de Grand Lac seront toutes les deux dotées d'installations de désulfuration.

La production totale de charbon de NB Coal sera limitée à quelque 500 000 tonnes par an. Après la mise en service de la nouvelle tranche de Grand Lac, tout le charbon extrait des mines provinciales sera brûlé à la centrale de Grand Lac. La tranche 2 de Dalhousie, jusqu'alors alimentée au charbon du Nouveau-Brunswick, utilisera dorénavant un combustible à une teneur en soufre inférieure.

La prévision des charges de la province d'ici 1994 indique qu'il faudra accroître encore son parc d'équipement de production d'ici 1997 ou 1998 au plus tard. On pourrait, pour ce faire, soit construire une autre centrale thermique de 450 MW dotée d'une installation de désulfuration, soit, si cette seconde solution s'avère plus faisable, construire une tranche nucléaire de 450 MW, le tout dépendant de la rentabilité de ces deux solutions et de la date où les tranches doivent être mises en service.

Ces nouvelles installations de production, ajoutées à celles en place, permettront à Énergie NB de satisfaire les besoins prévus dans la province et peut-être même d'exporter une partie de son énergie par le biais des interconnexions existantes pendant toutes les années 1990. Toutefois, sans programme de limitation des émissions de dioxyde de soufre, l'exploitation des installations telles qu'elles sont actuellement prévues entraînerait le rejet dans l'atmosphère de quelque 200 000 tonnes par an au total, d'ici l'an 2000.

V. PROGRAMME DE LIMITATION DES ÉMISSIONS DE SO_2

Le programme de limitation des émissions de SO_2 mis sur pied par Énergie NB pour atteindre un maximum annuel de 130 000 tonnes est intégré au plan de développement à long terme de l'entreprise et comprend les mesures suivantes:

- Implantation à Belledune en 1993 d'une tranche de 450 MW alimentée au charbon et dotée d'une installation de contrôle du SO_2 pour maintenir les émissions à un niveau de 0,6 lb/10^6 BTU du combustible consommé.

- Utilisation de mazout à faible teneur en soufre dans les tranches au mazout en place.

- Implantation à Grand Lac en 1994 d'une tranche au charbon de 150 à 200 MW, dotée d'un système de désulfuration d'une capacite d'élimination de 90 %.

- Remplacement, en 1994, du charbon produit au Nouveau-Brunswick par du charbon importé à faible teneur en soufre pour l'alimentation de la tranche 2 de Dalhousie.

- Implantation d'une nouvelle centrale de 450 MW en 1997 ou 1998, au plus tard. Si l'on choisit de construire une centrale thermique, celle-ci sera équipée d'une installation de désulfuration pour maintenir les émissions à un niveau de 0,6 lb/10^6 BTU du combustible consommé.

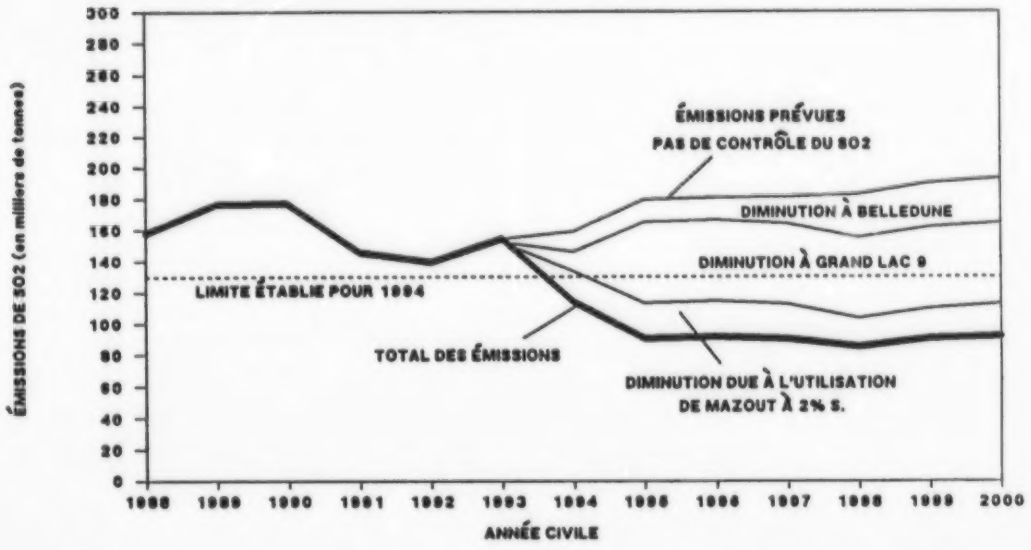
- Limitation de l'utilisation du charbon du Nouveau-Brunswick à un maximum de 500 000 tonnes par an.

- Exportations annuelles de 4000 GWh en 1994 passant à 5000 GWh d'ici l'an 2000.

La figure II illustre les quantités d'émissions de SO_2 résultant de l'utilisation de mazout ayant une teneur en soufre de 2 %, tandis que le tableau II indique les prévisions relatives au facteur de puissance et aux quantités d'émissions résultant de l'exploitation de chaque centrale entre 1994 et 2000. Les réductions attribuables à la désulfuration des gaz de combustion de Belledune sont comparées aux premières prévisions relatives à l'exploitation du projet soumises à l'Examen d'impact environnemental. Les résultats obtenus montrent clairement que les émissions de SO_2 seront très inférieures à la limite de 130 000 tonnes par an, entre 1994 et 2000. La marge de sécurité est telle que la limite de 130 000 tonnes ne serait pas dépassée, même si la demande de production thermique des centrales d'Énergie NB, pour alimenter un réseau interconnecté, était aussi élevée qu'elle l'a été en 1989 pour satisfaire les besoins du Québec.

FIGURE II

PROGRAMME DE LIMITATION DES ÉMISSIONS DE SO2



Un élément clé de ce programme consiste à utiliser du mazout à teneur réduite en soufre, et ceci avec une certaine souplesse, de sorte que la centrale de Courtenay Bay serait alimentée avec du mazout à 1,0 % tandis que le combustible des autres centrales aurait une teneur en soufre plus élevée, la moyenne pour le réseau tout entier se situant aux alentours de 2 %. Bien qu'on n'ait pas encore entrepris d'évaluer les seuils optimum pour les différentes centrales, il semble raisonnable d'alimenter la centrale de Courtenay Bay, située à proximité du centre de Saint-Jean, avec un mazout à plus faible teneur en soufre que les autres centrales.

TABLEAU II

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES

CENTRALE	1994 FP estimé (%)	1994 SO_2 (en milliers de tonnes)	2000 FP estimé (%)	2000 SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lac 8	79 %	25	40 %	13	3
Grand Lac 9	15 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	46 %	33	79 %	10	4
Chatham 2	0 %	0	1 %	0	3
Belledune 1	74 %	7	83 %	8	5
Belledune 2	-	-	81 %	8	5
Sous-total - Charbon		67		45	
Au mazout:					
Coleson Cove	45 %	38	43 %	38	6
Dalhousie 1	27 %	3	28 %	3	6
Courtenay Bay	25 %	5	25 %	5	6
Sous-total - Mazout		46		46	
TOTAL		113		91	

Remarques:

1. Le système de désulfuration devrait éliminer jusqu'à 90 % des émissions de SO_2.
2. Grand Lac 9, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. Les tranches de Grand Lac et la tranche 2 de Chatham alimentées avec du charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie brûlant du charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, puis du combustible à faible teneur en soufre (charbon à 1 % de soufre ou équivalent).
5. Tranches de 450 MW de Belledune dotées d'installations de désulfuration limitant les émissions à 0,6 lb/10^6 BTU du combustible consommé
6. Coleson Cove, Dalhousie 1 et Courtenay Bay alimentées avec du mazout ayant une teneur moyenne en soufre de 2 %.

VI. SOLUTIONS DE RECHANGE

Énergie NB peut avoir recours à plusieurs autres solutions capables de réduire les émissions de SO_2. Certaines pourraient remplacer l'alimentation des centrales avec du mazout à faible teneur en soufre. La stratégie de développement, comme un retard de la mise en service de la tranche 9 de Grand Lac ou la construction d'une deuxième tranche nucléaire à Point Lepreau, a aussi un effet sur les émissions de SO_2. Les solutions de rechange sont décrites ci-dessous pour présenter les choix qui s'offrent. Il serait, en outre, possible de mettre sur pied d'autres programmes en combinant différemment plusieurs de ces solutions.

A. ALIMENTATION DE COLESON COVE À L'ORIMULSION

Cette solution consiste à remplacer l'alimentation au mazout à faible teneur en soufre par la conversion de la tranche 2 de Coleson Cove pour pouvoir y brûler de l'Orimulsion et l'installation d'équipement de désulfuration des gaz de combustion. La réalisation de ce projet dépend de la conclusion d'ententes satisfaisantes avec le fournisseur du combustible et des avantages économiques et techniques du nouveau combustible par rapport au mazout à faible teneur en soufre. Les résultats de ce programme sont donnés à la figure III et au tableau III.

FIGURE III

ALIMENTATION DE COLESON COVE À L'ORIMULSION

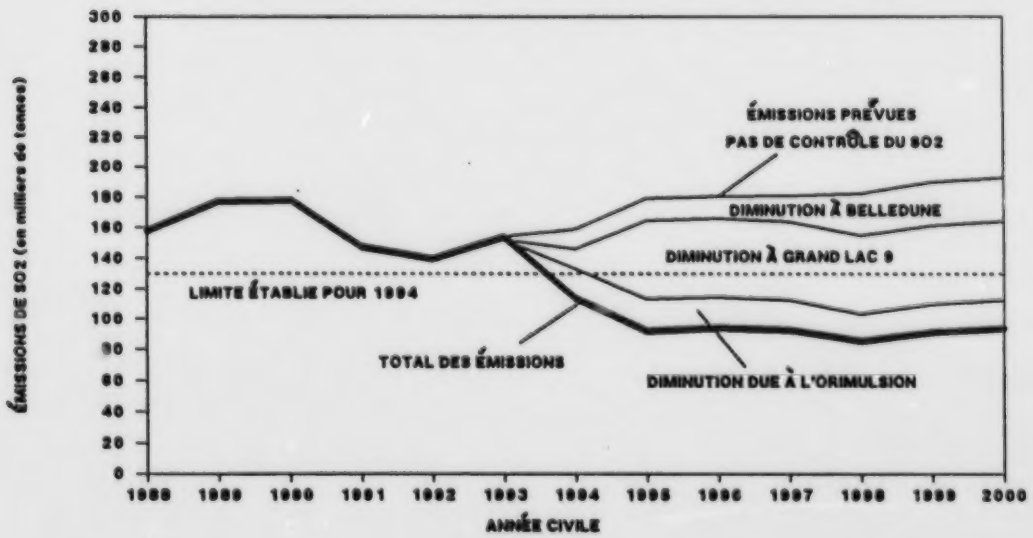


TABLEAU III

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES - ALIMENTATION DE COLESON COVE À L'ORIMULSION

CENTRALE	1994 FP estimé (%)	1994 SO_2 (en milliers de tonnes)	2000 FP estimé (%)	2000 SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lac 8	78 %	25	40 %	13	3
Grand Lac 9	15 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	44 %	33	78 %	10	4
Chatham 2	1 %	0	1 %	0	3
Belledune 1	69 %	7	83 %	8	5
Belledune 2	-	-	81 %	8	5
Sous-total - Charbon		66		45	
Au mazout:					
Coleson Cove 1 et 3	41 %	31	42 %	32	6
Coleson Cove 2	70 %	4	79 %	4	1,7
Dalhousie 1	32 %	4	30 %	4	6
Courtenay Bay	27 %	8	26 %	8	6
Sous-total - Mazout		47		48	
TOTAL		113		93	

Remarques:

1. Le système de désulfuration devrait éliminer jusqu'à 90 % des émissions de SO_2.
2. La tranche 9 de Grand Lac, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. Les tranches de Grand Lac et la tranche 2 de Chatham alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie brûlant du charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, puis du combustible à faible teneur en soufre (charbon à 1 % de soufre ou équivalent).
5. Les tranches de 450 MW de Belledune dotées d'installations de désulfuration limitant les émissions à 0,6 lb/10^6 BTU du combustible consommé.
6. Les tranches 1 et 3 de Coleson Cove, la tranche 1 de Dalhousie et la centrale de Courtenay Bay sont alimentées avec du mazout à 2,75 % de soufre.
7. La tranche 2 de Coleson Cove alimentée à l'Orimulsion à 2,9 % de soufre et dotée d'installations de désulfuration.

B. RÉDUCTION DES EXPORTATIONS

Cette solution consiste à réduire de 50 % les exportations d'énergie d'économie prévues à partir des tranches au mazout. Cela équivaudrait à réduire les ventes d'environ 1400 GWh, dont 140 GWh destinés à l'Île-du-Prince-Édouard et le reste à la Nouvelle-Angleterre. Exception faite de la réduction des exportations et de l'utilisation de mazout à faible teneur en soufre, cette solution est identique à celle proposée au chapitre IV. Elle ne serait envisagée, bien sûr, que s'il s'avérait trop onéreux d'utiliser un combustible à faible teneur en soufre.

La figure IV illustre la quantité d'émissions de SO_2 prévues dans le cadre de cette solution et le tableau IV indique les émissions à partir de chaque tranche et le facteur de puissance prévu pour les années 1994 et 2000.

FIGURE IV

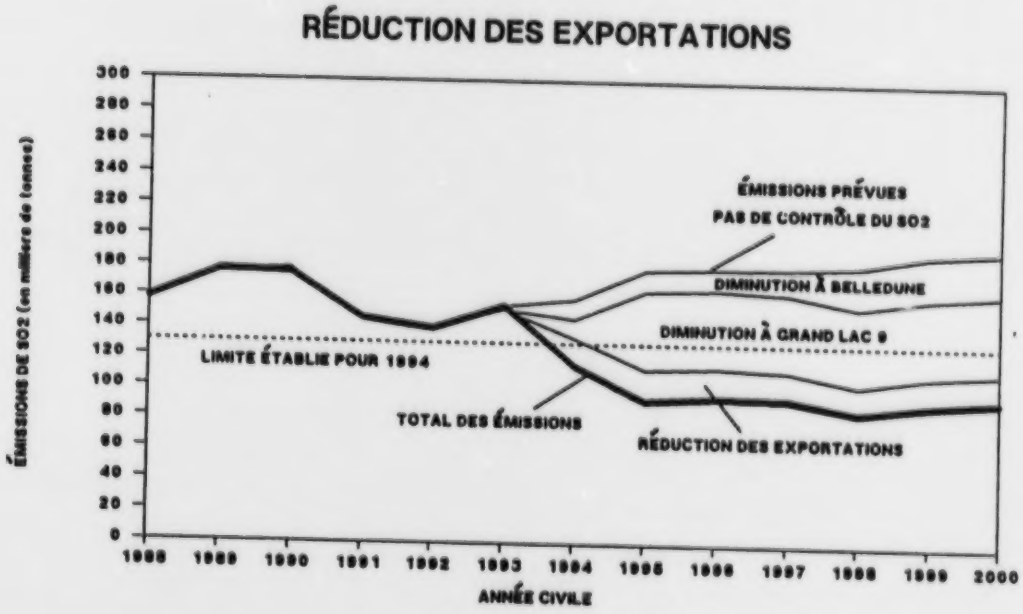


TABLEAU IV

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES - RÉDUCTION DES EXPORTATIONS

	1994		2000		
CENTRALE	FP estimé (%)	SO_2 (en milliers de tonnes)	FP estimé (%)	SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lac 8	78 %	25	40 %	13	3
Grand Lac 9	15 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	46 %	33	79 %	10	4
Chatham 2	0 %	0	1 %	0	3
Belledune 1	74 %	7	83 %	8	5
Belledune 2	-	-	81 %	8	5
Sous-total - Charbon		66		45	
Au mazout:					
Coleson Cove	35 %	41	35 %	41	6
Dalhousie 1	16 %	2	15 %	2	6
Courtenay Bay	17 %	5	17 %	5	6
Sous-total - Mazout		48		48	7
TOTAL		114		93	

Remarques:

1. Le système de désulfuration devrait éliminer jusqu'à 90 % des émissions de SO_2.
2. La tranche 9 de Grand Lac, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. Les tranches de Grand Lac et la tranche 2 de Chatham alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie brûlant du charbon ayant une teneur en sourfre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, puis du combustible à faible teneur en soufre (charbon à 1 % de soufre ou équivalent).
5. Les tranches de 450 MW de Belledune dotées d'installations de désulfuration limitant les émissions à 0,6 lb/10^6 BTU du combustible consommé.
6. La centrale de Coleson Cove, la tranche 1 de Dalhousie et la centrale de Courtenay Bay alimentées avec du mazout à 2,75 % de soufre.
7. Les exportations destinées à l'Île-du-Prince-Édouard seraient réduites de 140 GWh et celles destinées à la Nouvelle-Angleterre de 1260 GWh. Ces réductions toucheraient uniquement les centrales au mazout.

C. **ACHATS D'ÉNERGIE (SI DISPONIBLE)**

Pour remplacer l'utilisation du mazout à faible teneur en soufre, on pourrait acheter de l'énergie à l'extérieur de la province, si cette énergie est disponible sur le marché. La figure V et le tableau V illustrent les résultats d'une telle solution, qui impliquerait l'achat de 3 TWh par an, entre 1988 et 2000.

FIGURE V

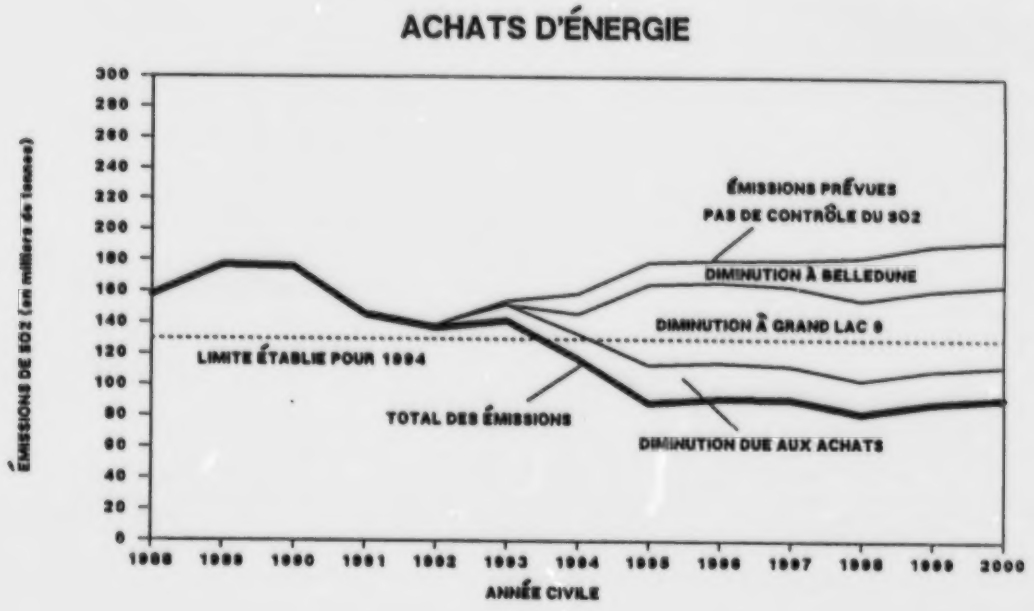


TABLEAU V

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES - ACHATS D'ÉNERGIE (SI DISPONIBLE)

	1994		2000		
CENTRALE	FP estimé (%)	SO_2 (en milliers de tonnes)	FP estimé (%)	SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lac 8	72 %	23	40 %	13	3
Grand Lac 9	14 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	41 %	30	78 %	10	4
Chatham 2	0 %	0	0 %	0	3
Belledune 1	69 %	7	83 %	8	5
Belledune 2	-	-	80 %	8	5
Sous-total - Charbon		61		45	
Au mazout:					
Coleson Cove	40 %	47	35 %	40	6
Dalhousie 1	19 %	2	8 %	1	6
Courtenay Bay	20 %	6	16 %	5	6
Sous-total - Mazout		55		46	
TOTAL		116		91	

Remarques:

1. Le système de désulfuration devrait éliminer jusqu'à 90 % des émissions de SO_2.
2. La tranche 9 de Grand Lac, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. Les tranches de Grand Lac et la tranche 2 de Chatham alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie brûlant du charbon ayant une teneur en scufre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, puis du combustible à faible teneur en soufre (charbon à 1 % de soufre ou équivalent).
5. Les tranches de 450 MW de Belledune dotées d'installations de désulfuration limitant les émissions à 0,6 $lb/10^6$ BTU du combustible consommé.
6. La centrale de Coleson Cove, la tranche 1 de Dalhousie et la centrale de Courtenay Bay alimentées avec du mazout à 2,75 % de soufre.

D. ALIMENTATION DE BELLEDUNE AVEC UN MÉLANGE DE CHARBONS (N.-B. ET AUTRES)

La construction de la tranche 9 de Grand Lac dotée d'installations de désulfuration, combinée avec le remplacement du charbon à forte teneur en soufre du Nouveau-Brunswick dans l'alimentation de la tranche 2 de Dalhousie avec un combustible à teneur réduite en soufre, forme un élément important du programme de contrôle des émissions de SO_2 d'Énergie NB. Au cas où il ne serait pas possible de mettre la tranche 9 de Grand Lac en service en 1994, une réduction additionnelle des émissions de SO_2 deviendrait nécessaire jusqu'à la mise en service de la nouvelle tranche.

Il serait possible de réduire ces émissions en diminuant les ventes d'économie ou en augmentant les achats, comme il a été décrit dans les solutions de rechange B et C. Ce but pourrait être aussi atteint en commençant à brûler du combustible à faible teneur en soufre à la tranche 2 de Dalhousie et en utilisant du charbon du Nouveau-Brunswick mélangé avec du charbon à faible teneur en soufre pour alimenter la centrale de Belledune, qui est dotée d'installations de désulfuration efficaces à 90 %. La figure VI et le tableau VI donnent les prévisions concernant cette solution de rechange, dans l'hypothèse où la tranche 9 de Grand Lac est retardée d'un an jusqu'en novembre 1995.

FIGURE VI

ALIMENTATION DE BELLEDUNE AVEC UN MÉLANGE DE CHARBONS

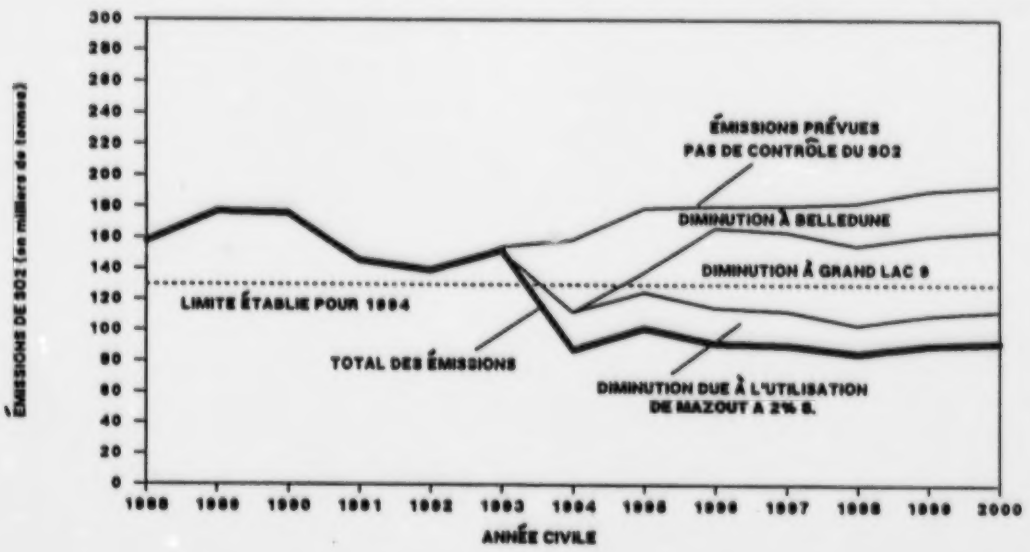


TABLEAU VI

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES - ALIMENTATION DE BELLEDUNE AVEC UN MÉLANGE DE CHARBONS

	1994		2000		
CENTRALE	FP estimé (%)	SO_2 (en milliers de tonnes)	FP estimé (%)	SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lac 8	79 %	26	40 %	13	3
Grand Lac 9	-	-	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	64 %	8	79 %	10	4
Chatham 2	0 %	0	0 %	0	3
Belledune 1	76 %	7	83 %	8	5,6
Belledune 2	-	-	81 %	8	5
Sous-total - Charbon		41		45	
Au mazout:					
Coleson Cove	46 %	40	43 %	38	7
Dalhousie 1	27 %	3	28 %	3	7
Courtenay Bay	25 %	5	25 %	5	7
Sous-total - Mazout		48		46	
TOTAL		89		91	

Remarques:

1. Le système de désulfuration devrait éliminer jusqu'à 90 % des émissions de SO_2.
2. Mise en service Grand Lac 9, dotée d'un système de désulfuration, retardée jusqu'au 1er novembre 1995.
3. Les tranches de Grand Lac et la tranche 2 de Chatham alimentées avec du charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie brûlant du combustible à faible teneur en soufre (charbon à 1 % de soufre ou équivalent) à partir du 1er janvier 1994.
5. La tranche de 450 MW de Belledune dotée d'installations de désulfuration limitant les émissions à 0,6 lb/10^6 BTU du combustible consommé.
6. La centrale de Belledune brûlant 26 000 tonnes par mois de charbon provincial à haute teneur en soufre mélangé à du charbon à faible teneur en soufre jusqu'à la mise en service de la tranche 9 de Grand Lac.
7. Coleson Cove, Dalhousie 1 et Courtenay Bay alimentées avec du mazout ayant une teneur en soufre de 2 %.

E. CENTRALE NUCLÉAIRE

Si l'implantation de la seconde tranche au charbon de 450 MW n'est pas entreprise à Belledune d'ici 1997 ou 1998, on pourrait la remplacer par une tranche nucléaire située à Point Lepreau pour réduire les émissions de SO_2.

L'implantation d'une centrale nucléaire, ajoutée à l'utilisation de mazout à faible teneur en soufre, permettrait, bien entendu, de réduire les émissions de SO_2 à long terme. La figure VII illustre la projection des émissions de SO_2 résultant de l'intégration de l'aménagement d'une tranche nucléaire dans le programme de réduction des émissions de SO_2. Le tableau VII indique les projections relatives à la quantité d'émissions pour chaque centrale et au facteur de puissance.

FIGURE VII

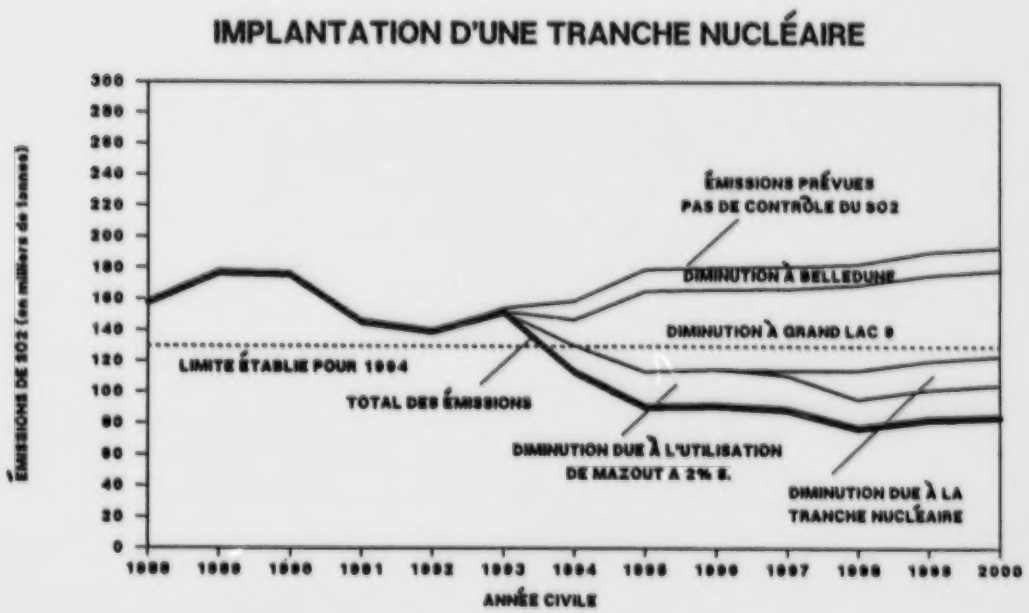


TABLEAU VII

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES - IMPLANTATION D'UNE TRANCHE NUCLÉAIRE

CENTRALE	1994 FP estimé (%)	1994 SO_2 (en milliers de tonnes)	2000 FP estimé (%)	2000 SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lac 8	79 %	26	40 %	13	3
Grand Lac 9	15 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	46 %	33	78 %	10	4
Chatham 2	0 %	0	1 %	0	3
Belledune 1	74 %	7	83 %	8	5
Lepreau 2	-	-	81 %	0	
Sous-total - Charbon		67		37	
Au mazout:					
Coleson Cove	45 %	38	43 %	38	6
Dalhousie 1	27 %	3	28 %	3	6
Courtenay Bay	25 %	5	25 %	5	6
Sous-total - Mazout		46		46	
TOTAL		113		83	

Remarques:

1. Le système de désulfuration devrait éliminer jusqu'à 90 % des émissions de SO_2.
2. La tranche 9 de Grand Lac, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. Les tranches de Grand Lac et la tranche 2 de Chatham alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie brûlant du charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, puis du combustiable à faible teneur en soufre (charbon à 1 % de soufre ou équivalent).
5. La tranche de 450 MW de Belledune dotée d'installations de désulfuration limitant les émissions à 0,6 lb/10^6 BTU du combustible consommé.
6. La centrale de Coleson Cove, la tranche 1 de Dalhousie et la centrale de Courtenay Bay sont alimentées avec du mazout à 2 % de soufre.